МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до практичних занять та виконання індивідуального завдання
по курсу "Електромеханічні перехідні процеси"
для студентів денної, заочної та дистанційної форм навчання
за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка"

Харків
НТУ “ХПІ”
2021

Методичні вказівки до практичних занять та виконання індивідуального завдання по курсу "Електромеханічні перехідні процеси" для студентів денної, заочної та дистанційної форм навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / склад. Рудевіч Н.В. – Х. : НТУ “ХПІ”, 2021. – 29 с.

Укладачі: Н.В. Рудевіч

Рецензент

ВСТУП

Метою методичних вказівок є визначення вимог до оформлення пояснювальної записки, виклад порядку виконання розрахункового завдання, подання студентам необхідної довідкової інформації та методичної допомоги.

Завдання розрахунку полягає у закріпленні знань студентів з основних розділів курсу "Електромеханічні перехідні процеси". Придбання практичних навичок у застосуванні теорії до аналізу статичної та динамічної стійкості паралельної роботи генераторів з електричною системою.

1 ВИХІДНІ ДАНІ РОЗРАХУНКОВОГО ЗАВДАННЯ

Розрахункове завдання виконується відповідно до індивідуального варіанта вихідних даних, який задає кожному студенту викладач. Вихідні дані щодо варіантів наведено у таблиці 1.1 [1].

Таблиця 1.1

№ варіанту	Кількість та потужність ТГ, МВА	Лінія		Навантаження		Система	
		L, км	$U_{н}$, кВ	α, %	$\cos\phi_{н}$	$U_{о}$, кВ	$\cos\phi_{о}$
1.	2· 258,3	220	220	20	0,85	310	0,87
2.	1· 137,5 2· 40	110	110	50	0,9	220	0,9
3.	2· 40 2· 25	130	110	30	0,87	220	0,85
4.	1· 247 2· 235,3	170	220	40	0,89	315	0,86
5.	1· 78,75 1· 125	140	110	50	0,9	320	0,87
6.	1· 78,75 2· 40	120	110	40	0,85	315	0,8

Продовження табл. 1.1

№ варіанту	Кількість і потужність ТГ, МВА	Лінія		Навантаження		Система	
		L, км	$U_{н}$, кВ	α, %	$\cos\phi_{н}$	$U_{о}$, кВ	$\cos\phi_{о}$
7.	1· 588 2· 247	220	330	30	0,87	480	0,85
8.	1· 375 1· 588	270	330	20	0,8	740	0,8
9.	3· 125 1· 78,75	240	330	10	0,9	490	0,86
10.	2· 25 2· 78,75	120	110	50	0,8	210	0,9
11.	2· 247 2· 137,5	290	330	20	0,85	470	0,87
12.	2· 247 2· 258,3	280	330	20	0,87	500	0,85
13.	1· 353 2· 40	200	220	20	0,9	310	0,8
14.	1· 137,5 2· 78,75	210	220	10	0,89	300	0,86
15.	2· 125 1· 588	280	330	10	0,8	500	0,85
16.	2· 40 1· 78,75	120	110	25	0,85	220	0,9
17.	1· 247 1· 353	250	220	30	0,87	500	0,8
18.	1· 137,5 2· 40	145	110	45	0,8	230	0,87
19.	2· 258,3 2· 40	230	220	25	0,9	330	0,86

Продовження табл. 1.1

№ варіанту	Кількість і потужність ТГ, МВА	Лінія		Навантаження		Система	
		L, км	$U_{н}$, кВ	α %	$\cos\phi_{н}$	$U_{о}$, кВ	$\cos\phi_{о}$
20.	2· 247 1· 235,3	210	220	40	0,8	320	0,8
21.	3· 40 1· 25	140	110	20	0,87	230	0,83
22.	2· 137,5 1· 258,3	225	220	25	0,85	320	0,87
23.	2· 78,75 2· 125	210	220	10	0,87	320	0,85
24.	2· 78,75 1· 40	140	110	35	0,89	310	0,86
25.	1· 588 1· 247	250	330	20	0,9	490	0,8
26.	1· 375 1· 588	240	330	40	0,85	750	0,83
27.	2· 125 1· 78,75	270	330	15	0,8	490	0,9
28.	2· 125 2· 78,75	240	220	30	0,87	330	0,87
29.	1· 247 2· 137,5	270	330	30	0,8	490	0,85
30.	1· 40 2· 78,75	130	110	45	0,89	220	0,86
31.	2· 353 2· 40	180	220	40	0,9	320	0,8
32.	1· 137,5 2· 25	100	110	35	0,8	220	0,9

Продовження табл. 1.1

№ варіанту	Кількість і потужність ТГ, МВА	Лінія		Навантаження		Система	
		L, км	$U_{н}$, кВ	α %	$\cos\phi_{н}$	$U_{о}$, кВ	$\cos\phi_{о}$
33.	1· 125 2· 588	250	330	40	0,85	490	0,87
34.	2· 247 2· 258,3	270	330	20	0,87	500	0,85

Залежно від варіанту на електричній станції (ЕС) можуть бути встановлені турбогенератори (ТГ) однакової або різної потужності. Генератори потужністю до 60 МВт включаються за схемою ТЕЦ (рис.1.1), а понад 60 МВт – блокової схеми КЕС (рис.1.2). Якщо генератори різної потужності, всі вони включаються за змішаною схемою (рис. 1.3)

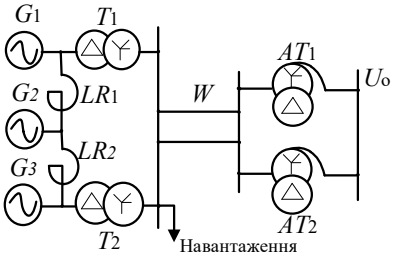


Рис. 1.1. Розрахункова схема ТЕЦ

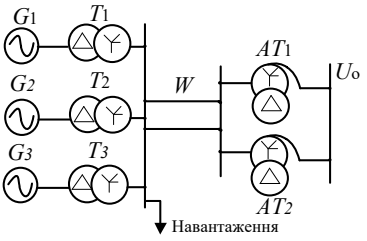


Рис. 1.2. Розрахункова схема КЕС

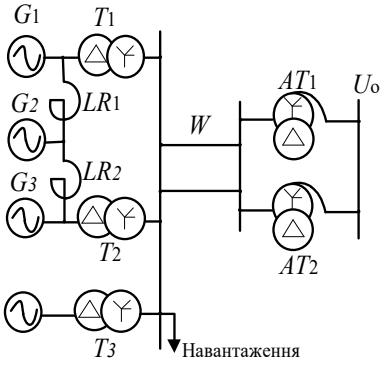


Рис. 1.3. Розрахункова схема з генераторами різної потужності

Електрична потужність станції передається у систему нескінченної потужності по дволанцюговій лінії електропередач (ЛЕП). Питома індуктивний опір ЛЕП до 220 кВ включно приймається рівним 0,4 Ом/км, а понад 220 кВ – 0,33 Ом/км. Тип реактора всім варіантів приймається РБ 10-1000-0,28У3 з такими параметрами: Uн=10 кВ, Xн =0,28 Ом, Iтрив.доп =1 кА. Відсутні параметри елементів розрахункової схеми, необхідні визначення параметрів схеми заміщення, студент вибирає самостійно з відповідних таблиць, наведених у додатку. За таблицею П1 відповідно до заданої потужності ТГ вибирають його тип та інші параметри, які заносять до таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Тип генератора	$S_н$, МВА	$\cos\phi_н$	$U_н$, кВ	X_d, о.е.	X'_d, о.е.	J, т· м^2· 0,25

По таблиці П2 вибирають тип блокового трансформатора для КЕС або трансформатора зв'язку для ТЕЦ та інші параметри, які заносять до таблиці 1.3.

Таблиця 1.3

Тип трансформатора	$S_н$, МВА	$U_{нн}$, кВ	$U_{нв}$, кВ	$U_{k,}$ %

Потужність кожного блочного трансформатора повинна бути не меншою за повну потужність одного генератора. На ТЕЦ встановлюються два однакові трансформатори сумарною потужністю не менше повної потужності всіх генераторів. Напруга нижчої обмотки трансформатора *U*нн повинна відповідати номінальному напрузі генератора, а напруга вищої обмотки *U*нв не повинна перевищувати напругу ЛЕП більш ніж в 1,1 рази.

За таблицею П3 вибирають тип автотрансформатора зв'язку та інші параметри, які заносять в таблицю 1.4.

Таблиця 1.4

Тип автотрансформатора	$S_н$, МВА	$U_{нс}$, кВ	$U_{нв}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	U_k,%		
					$U_{вс}$	$U_{вн}$	$U_{сн}$

Зазвичай для надійності встановлюють два трифазні автотрансформатори або групу з трьох однофазних. Сумарна потужність автотрансформаторів повинна бути не меншою за повну потужність, що видається в систему. За відсутності однофазних трансформаторів відповідної потужності встановлюють групу з шести однофазних трансформаторів. Напруга середньої обмотки автотрансформатора *U*нс повинна відповідати напрузі ЛЕП, а напруга вищої обмотки *U*нв не повинна відрізнятися від напруги приймальної системи більш ніж на 20 %.

Для заданої схеми електропередач необхідно виконати:

• Аналіз статичної стійкості:

– розрахувати параметри елементів схеми заміщення;

– розрахувати і побудувати кутові характеристики потужності, визначити межі активної потужності, що передається, і коефіцієнти запасу статичної стійкості без урахування навантаження у разі нерегеулюваних генераторів, генераторів, забезпечених автоматичними регуляторами збудження (АРВ) пропорційної дії, генераторів, забезпечених АРВ сильної дії.

• Аналіз динамічної стійкості:

– розрахувати та побудувати кутові характеристики потужності нормального режиму та при відключеному ланцюгу ЛЕП, визначити максимальний кут відхилення ротора генератора;

– розрахувати та побудувати кутові характеристики потужності нормального, аварійного та післяаварійного режимів при різних видах короткого замикання на початку ЛЕП, визначити граничні кути відключення;

- визначити граничний час відключення для кожного виду короткого замикання або максимальний кут відхилення ротора генератора, у разі, якщо електропередача стійка в аварійному режимі;

- проаналізувати вплив на динамічну стійкість заходів режимного характеру.

2 АНАЛІЗ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ

2.1 Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

Розрахунок ведеться у відносних одиницях за формулами точного наведення. Як базисні величини зручно прийняти: $S_{б} = P_0$, $U_{б} = U_0$, де P_0 - активна потужність передана генераторами в систему $P_0 = (1 - \frac{\alpha}{100}) \sum_{i=1}^{n} P_{Гi}$, причому $P_{Гi} = S_{Гi} \cos \phi_{Гi}$, n - кількість генераторів. Базисна потужність $S_б$ лише чисельно дорівнює потужностіP_0; системоутворююча напруга U_0 є параметром режиму і задається як базисна [2].

Вирази для розрахунку опорів елементів схеми заміщення наведено нижче. У пояснювальній записці необхідно спочатку окремим рядком записувати формулу в загальному вигляді, а в наступному рядку підставляти чисельні значення з наступним результатом і розмірністю.

Відносний опір нерегульованого генератора

$$\overset{\circ}{X}_{d*б} = X_d \frac{S_б}{S_н} \frac{U_н^2}{U_б^2} K_Т^2 K_{АТ}^2,$$

де $K_Т$, $K_{АТ}$ – відповідно коефіцієнт трансформації трансформатора і автотрансформатора, $K_Т = \frac{U_{нв}}{U_{нн}}$ и $K_{АТ} = \frac{U_{нв}}{U_{нс}}$.

Відносний опір генератора з АРВ пропорційної дії

$$\overset{\circ}{X}{}'_{d*б} = X'_d \frac{S_б}{S_н} \frac{U_н^2}{U_б^2} K_Т^2 K_{АТ}^2.$$

Відносний опір генератора з АРВ сильної дії дорівнює нулю.

Відносний опір трансформатора

$$\overset{\circ}{X}_{Т*б} = \frac{u_к\%}{100} \frac{S_б}{S_н} \frac{U_{нв}^2}{U_б^2} K_{АТ}^2.$$

Відносний опір лінії

$$\overset{\circ}{X}_{Л*б} = X_{уд} L \frac{S_б}{U_б^2} K_{АТ}^2,$$

Відносний опір автотрансформатора

$$\overset{\circ}{X}_{\text{АТ*б}} = \frac{u_{\text{КВ–С}}\%}{100}\,\frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}}\,\frac{U_{\text{нв}}^2}{U_{\text{б}}^2},$$

Відносний опір реактора

$$\overset{\circ}{X}_{\text{Р*б}} == \frac{X_{\text{р}}\%}{100}\,\frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}I_{\text{н}}}\,\frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}K_{\text{Т}}^2K_{\text{АТ}}^2$$

або

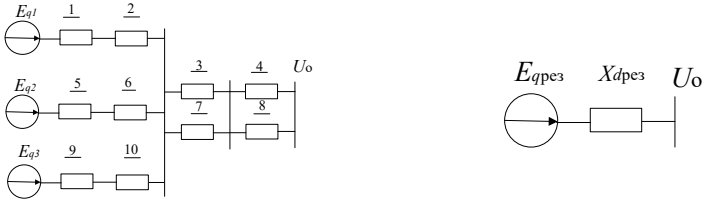
$$\overset{\circ}{X}_{\text{Р*б}} = X_{\text{р}}(\text{Ом})\,\frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}K_{\text{Т}}^2K_{\text{АТ}}^2.$$

2.2 Розрахунок і побудова кутових характеристик потужності, визначення меж передається активної потужності і коефіцієнтів запасу статичної стійкості без урахування навантаження

Розрахунок необхідно провести для випадку нерегульованого генератора, генератора, з АРВ пропорційної дії і генератора, з АРВ сильної дії.

2.2.1 Нерегульований генератор

Скласти схему заміщення на підставі розрахункової схеми, в якій генератор задається синхронними параметрами: електрорушійною силою (ЕРС) і опором. Значення опорів елементів взяти з п. 2.1, надавши їм порядкові номери. Кожне опір елемента схеми заміщення позначається як дробу – в чисельнику вказується порядковий номер опору, в знаменнику – величина опору. Приклад схеми заміщення КЕС наведено на рис. 2.1 а. Схему заміщення необхідно згорнути щодо шин системи нескінченної потужності та визначити сумарний опір передачі (рис. 2.1, б).



а *б*

Рис. 2.1. Схема замещения КЭС: *а* – исходная*; б* – эквивалентная

$$\overset{\circ}{X}_{d\text{рез}*б} = \overset{\circ}{X}_{d\text{л}*б} + \overset{\circ}{X}_{\text{П}*б},$$

де $\overset{\circ}{X}_{d\text{л}*б}$ – еквівалентний опір генераторів, трансформаторів щодо шин високої напруги трансформаторів;

$\overset{\circ}{X}_{\text{П}*б}$ – еквівалентний опір ЛЕП та автотрансформатора, $\overset{\circ}{X}_{\text{П}*б} = \dfrac{\overset{\circ}{X}_{\text{Л}*б}}{2} + \dfrac{\overset{\circ}{X}_{\text{АТ}*б}}{2}$.

Розрахувати активну та реактивну потужність, що надходить у систему, а також напругу приймальної системи у відносних одиницях

$$P_{\text{о}*б} = \frac{P_{\text{о}}(\text{МВт})}{\text{S}_{б}(\text{МВт})}, \qquad Q_{\text{о}*б} = P_{\text{о}*б} tg\phi_{\text{о}}, \qquad U_{\text{о}*б} = \frac{U_{\text{о}}(\text{кВ})}{U_{б}(\text{кВ})},$$

где $\phi_{\text{о}} = \arccos\phi_{o}$.

За знайденими $P_{0*б}$, $Q_{0*б}$, розраховують модуль ЕРС еквівалентного генератора

$$\overset{\circ}{E}_{q\text{рез}*б} = \sqrt{(U_{0*б} + Q_{0*б}\overset{\circ}{X}_{d\text{рез}*б}/U_{0*б})^2 + (P_{0*б}\overset{\circ}{X}_{d\text{рез}*б}/U_{0*б})^2},$$

та її аргумент

$$\delta = arctg\frac{P_{0*б}\overset{\circ}{X}_{d\text{рез}*б}}{U_{0*б} + Q_{0*б}\overset{\circ}{X}_{d\text{рез}*б}}.$$

Задаючи кути від 0 до 180 °, розраховують кутову характеристику потужності (КХП) за формулою

$$P_{Eq*б} = \frac{\overset{\circ}{E}_{q\text{рез}*б} U_{0*б}}{\overset{\circ}{X}_{d\text{рез}*б}}\sin\delta.$$

Результати розрахунку зводять у табл.2.1.

Таблиця 2.1

δ, °	0	30	60	90	120	150	180
$P_{Eq*б}$	0						0

За результатами даних таблиці будують КХП.

Межу статичної стійкості одержують із рівняння $\frac{dP_{Eq*б}}{d\delta} = 0$, у разі $\delta_{пр} = \pi / 2$.

Розраховують межу потужності, що передається

$$P_{E_{qпр}*б} = \frac{\overset{\circ}{E}_{qрез*б} U_{0*б}}{\overset{\circ}{X}_{dрез*б}}.$$

Розраховують коефіцієнт запасу статичної стійкості

$$K_{СТ} = \frac{P_{E_{qпр}*б} - P_{0*б}}{P_{0*б}}.$$

Примітка. У подальших розрахунках індекс "*б" і "°" при відповідних величинах опустити, так як дії проводяться тільки з відносними величинами, наведеними до ступеня напруги U_0.

2.2.2 Генератори забезпечені АРЗ пропорційної дії

Генератори ЕС з АРЗ пропорційної дії вводять у схему заміщення перехідної ЕРС та перехідним опором. Схему заміщення згортають щодо шин системи нескінченної потужності та визначають сумарний опір передачі

$$X'_{dрез} = X'_{dI} + X_{II},$$

де X'_{dI} – еквівалентний опір генераторів, трансформаторів щодо шин високої напруги трансформаторів.

Розраховують модуль ЕРС

$$E'_{рез} = \sqrt{(U_0 + Q_0 X'_{dрез} / U_0)^2 + (P_0 X'_{dрез} / U_0)^2},$$

та її аргумент

$$\delta' = arctg \frac{P_0 X'_{dрез}}{U_0 + Q_0 X'_{dрез}}.$$

Визначають модуль ЕРС

$$E'_{q\text{рез}} = E'_{\text{рез}} \cos(\delta - \delta'').$$

Значення кута δ взяти із п.2.2.1.

Задаючи кути δ від 0 до 180°, розраховують УХМ за формулою

$$P_{E'_q} = \frac{E'_{q\text{рез}} U_0}{X'_{d\text{рез}}} \sin\delta - \frac{U_0^2}{2} \frac{X_{d\text{рез}} - X'_{d\text{рез}}}{X_{d\text{рез}} X'_{d\text{рез}}} \sin 2\delta.$$

Результати розрахунку зводять у табл. 2.2.

Таблиця 2.2

δ, °	0	30	60	90	$\delta_{\text{пр}}$	120	150	180
$P_{E'_q}$	0							0

За результатами даних таблиці будують КХП.

Межу статичної стійкості визначають за умови

$$\frac{dP_{E'_q}}{d\delta} = \frac{E'_{q\text{рез}} U_0}{X''_{d\text{рез}}} \cos\delta_{\text{пр}} - \frac{U_0^2}{2} \frac{X_{d\text{рез}} - X'_{d\text{рез}}}{X_{d\text{рез}} X''_{d\text{рез}}} \cos 2\delta_{\text{пр}} = 0.$$

Слід перейти від косинуса подвійного кута до косинусу одинарного кута і вирішити квадратне рівняння щодо косинуса шуканого кута, звідки одержують

$$\delta_{\text{пр}1,2} = \arccos \frac{P_{m1} \pm \sqrt{P_{m1}^2 + 32 P_{m2}^2}}{8 P_{m2}},$$

де $P_{m1} = \frac{E'_{q\text{рез}} U_0}{X''_{d\text{рез}}}$, $P_{m2} = \frac{U_0^2}{2} \frac{X_{d\text{рез}} - X'_{d\text{рез}}}{X_{d\text{рез}} X''_{d\text{рез}}}$.

Найчастіше рішенням квадратного рівняння є лише одне кут, значення другого кута немає, т.к. значення функції косинуса може бути більше одиниці.

Якщо рішенням квадратного рівняння є два кути, то необхідно вибрати той, який задовольняє умові $\delta_{\text{пр}} > 90^\circ$.

Розраховують межу потужності, що передається

$$P_{E'_{q\text{пр}}} = P_{m1}\sin\delta_{\text{пр}} - P_{m2}\sin 2\delta_{\text{пр}}.$$

Розраховують коефіцієнт запасу статичної стійкості

$$K_{\text{СТ}} = \frac{P_{E'_{q\text{пр}}} - P_0}{P_0}.$$

.

2.2.3 Генератори забезпечені АРЗ сильної дії

Генератори ЕС з АРЗ сильної дії вводять схему заміщення напругою $U_{\Gamma q}$ та опором $X_{\Gamma} = 0$. Схему заміщення згортають відносно шин системи нескінченної потужності і визначають сумарний опір передачі

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{I}} + X_{\text{II}},$$

де X_{I} – еквівалентний опір трансформаторів і реакторів щодо шин високої напруги трансформаторів.

Розраховують модуль напруги генератора

$$U_{\Gamma\text{рез}} = \sqrt{\left(U_0 + \frac{Q_0 X_{\text{рез}}}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P_0 X_{\text{рез}}}{U_0}\right)^2}$$

та його аргумент

$$\delta_{\Gamma} = arctg\,\frac{P_0 X_{\text{рез}}}{U_0 + Q_0 X_{\text{рез}}},$$

Визначають модуль напруги

$$U_{\Gamma q\text{рез}} = U_{\Gamma\text{рез}}\cos(\delta - \delta_{\Gamma}).$$

Значення кута δ взяти із п.2.2.1.

Задаючи кути δ від 0 до 180°, розраховують УХМ за формулою

$$P_{U_{\Gamma q}} = \frac{U_{\Gamma q\text{рез}} U_0}{X_{\text{рез}}}\sin\delta - \frac{U_0^2}{2}\,\frac{X_{d\text{рез}} - X_{\text{рез}}}{X_{d\text{рез}} X_{\text{рез}}}\sin 2\delta.$$

Результати розрахунку зводять у табл. 2.3.

Таблиця 2.3

δ, °	0	30	60	90	$\delta_{\text{пр}}$	120	150	180
$P_{U_{\Gamma q}}$	0							0

За результатами даних таблиці будують КХП.

Межу статичної стійкості визначають за умови

$$\delta_{\text{пр}} = \arccos \frac{P_{m1} \pm \sqrt{P_{m1}^2 + 32 P_{m2}^2}}{8 P_{m2}},$$

де $P_{m1} = \dfrac{U_{\Gamma q\text{рез}} U_0}{X_{\text{рез}}}$, $P_{m2} = \dfrac{U_0^2}{2} \dfrac{X_{d\text{рез}} - X_{\text{рез}}}{X_{d\text{рез}} X_{\text{рез}}}$.

Розраховують межу потужності, що передається

$$P_{U_{\Gamma q}\text{пр}} = P_{m1} \sin\delta_{\text{пр}} - P_{m2} \sin 2\delta_{\text{пр}}.$$

Розраховують коефіцієнт запасу статичної стійкості

$$K_{\text{СТ}} = \frac{P_{U_{\Gamma q}\text{пр}} - P_0}{P_0}.$$

Висновки

Отримані результати необхідно подати у вигляді таблиці (табл. 2.4) і зробити висновки про вплив АРЗ на межу потужності, що передається, межу статичної стійкості і коефіцієнт запасу статичної стійкості.

Таблиця 2.4

Наявність та АРЗ	$P_{\text{пр}}$	$\delta_{\text{пр}}$	$\kappa_{\text{СТ}}$
без АРЗ			
з АРЗ пропорційної дії			
з АРЗ сильної дії			

Контрольні питання

1. У яких одиницях проводять розрахунок статичної стійкості?
2. Як визначають значення базисної напруги та потужності?
3. Що таке статична, динамічна та результуюча стійкість?
4. Які обурення вважаються малими та які більшими?
5. За якими ознаками поділяють системи на прості та складні?
6. Що таке статичні та динамічні характеристики системи?
7. Що таке кутова характеристика потужності і в чому її необхідність?
8. Що таке кут δ?
9. Що таке межа переданої потужності, межа статичної стійкості та коефіцієнт запасу статичної стійкості?
10. Назвіть практичний критерій статичної стійкості.
11. Якими параметрами вводяться у схему заміщення генератори без АРВ, з АРВ пропорційної та сильної дії?
12. Який АРВ називається регулятором пропорційної та якої сильної дії?
13. Чим відрізняється УХМ простої системи, що містить генератор з АРВ від УХМ системи з нерегульованим генератором?
14. Як впливає регулювання збудження генераторів на статичну стійкість?
15. На якій ділянці УГМ можлива стійка робота системи?
16. Як впливає облік навантаження на статичну стійкість?
17. Яким має бути відповідно до керівних вказівок щодо стійкості енергосистем мінімальний коефіцієнт запасу за активною потужністю і напругою в нормальному режимі***?***

3 АНАЛІЗ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ

При розрахунках динамічної стійкості генератор у схемі заміщення задається опором та ЕРС незалежно від наявності або відсутності АРЗ. Основними спрощеними методами аналізу динамічної стійкості електроенергетичних систем є: метод площ і метод послідовних інтервалів. При цьому приймаються такі припущення [4]:

• електрична потужність змінюється миттєво під час переходу від одного режиму до іншого;

• відхилення частоти обертання роторів генераторів від синхронної малі;

• крутний момент турбіни в перехідному процесі не змінюється;

• нелінійність параметрів системи не враховується;

• перехідні процеси розглядаються на обмеженому інтервалі часу;

• сукупність генераторів замінюється одним еквівалентним.

3.1 Розрахунок та побудова кутових характеристик потужності нормального режиму та при відключеному ланцюгу ЛЕП, визначення максимального кута відхилення ротора генератора

Задаючи кути δ від 0 до 180 °, розраховують КХП нормального (вихідного) режиму за формулою

$$P^{\text{I}} = P_m^{\text{I}} \sin\delta,$$

де $P_m^{\text{I}} = \dfrac{E'_{\text{рез}} U_0}{X'_{d\text{резI}}}$, причому $X'_{d\text{резI}} = X'_{d\text{I}} + \dfrac{X_{\text{Л}}}{2} + \dfrac{X_{\text{АТ}}}{2}$.

Значення $E'_{\text{рез}}$ та $X'_{d\text{резI}}$ взяти із п.2.2.2.

Задаючи кути δ від 0 до 180 °, розраховують КХП при відключеному ланцюзі ЛЕП за формулою

$$P^{\text{II}} = P_m^{\text{II}} \sin\delta,$$

де $P_m^{\text{II}} = \dfrac{E'_{\text{рез}} U_0}{X'_{d\text{резII}}}$, причому $X'_{d\text{резII}} = X'_{d\text{I}} + \text{X}_{\text{Л}} + \dfrac{X_{\text{АТ}}}{2}$.

Результати розрахунку зводять у табл. 3.1.

Таблиця 3.1

δ, °	0	30	60	90	120	150	180
P^{I}							
P^{II}							

За результатами даних таблиці будують кутові характеристики потужності, на яких позначають майданчик прискорення Априс і можливого гальмування Амож.гальм (рис. 3.1)

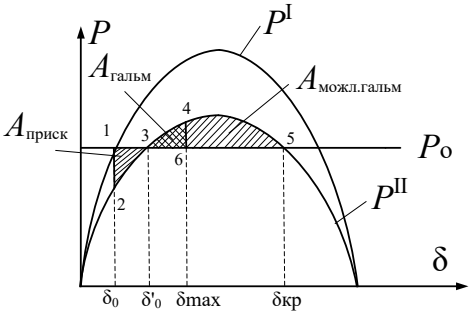


Рис. 3.1. Кутові характеристики нормального режиму P^{I} та при відключеному ланцюгу ЛЕП P^{II}

Користуючись методом площ, визначають максимальний кут

$$\delta_{max} = \delta_{o} + \frac{P_{m}^{II}}{P_{o}}\left(\cos\delta_{o} - \cos\delta_{max}\right),$$

із співвідношення

$$\int_{\delta_o}^{\delta_0'}\left(P_{o} - P^{I}\right)d\delta = \int_{\delta_o}^{\delta_{max}}\left(P^{II} - P_{o}\right)d\delta,$$

де $\delta_{o} = \arcsin\frac{P_0}{P_m^{I}}$.

Рівняння вирішують методом ітерацій, як перше наближення прий-

мають кут $\delta_{max1} = \delta_o^{/} + (\delta_o^{/} - \delta_o)$, де $\delta_o^{/} = \arcsin\frac{P_o}{P_m^{II}}$. Якщо ітераційний процес не сходиться, то рівняння необхідно переписати

$$\delta_{max} = \arccos\frac{\delta_o + \frac{P_m^{II}}{P_o}\cos\delta_o - \delta_{max}}{\frac{P_m^{II}}{P_o}}.$$

За знайденим значенням кута позначають майданчик гальмування *А*гальм, який потім порівнюють з майданчиком прискорення *А*приск (рис. 3.1). Якщо кут знайдено правильно, то *А*приск = *А*гальм.

3.2 Розрахунок та побудова кутових характеристик потужності нормального, аварійного та післяаварійного режимів при різних видах короткого замикання на початку ЛЕП, визначення граничних кутів відключення

Коротке замикання (КЗ) відбувається на початку одного з ланцюгів ЛЕП з боку генераторів.

Для кожного виду КЗ будують КХП нормального, аварійного, післяаварійного режимів. При побудові кутових характеристик нормального P^{I} та післяаварійного режимів P^{II} для всіх видів короткого замикання дані беруть із п.3.1.

Задаючи кути δ від 0 до 180 °, розраховують КХП аварійного режиму для кожного виду КЗ за формулою

$$P^{III} = P_m^{III}\sin\delta,$$

де $P_m^{III} = \frac{E_{рез}^{/} U_0}{X_{ав}}$, причому $X_{ав} = X_{dI}^{/} + \frac{X_Л}{2} + \frac{X_{АТ}}{2} + \frac{X_{dI}^{/}(X_Л/2 + X_{АТ}/2)}{X_\Delta^{(n)}}$.

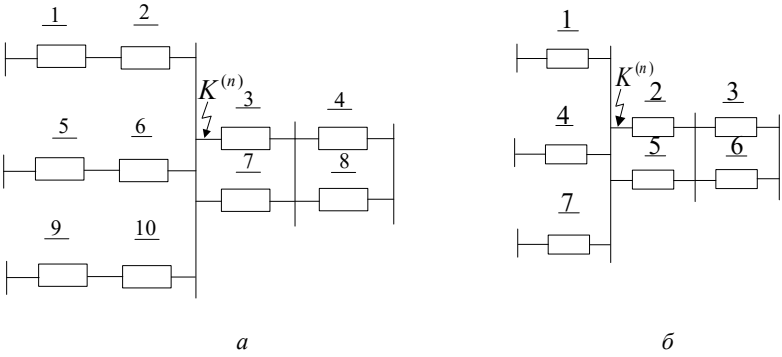
Опір аварійного шунта $X_\Delta^{(n)}$ залежить від виду короткого замикання:

$X_\Delta^{(1)} = X_{2рез} + X_{0рез}$, $X_\Delta^{(2)} = X_{2рез}$, $X_\Delta^{(1,1)} = X_{2рез} \| X_{0рез}$, де $X_{2рез}$ і $X_{0рез}$ - результуючий опір зворотної та нульової послідовності відповідно [2].

Для визначення результуючого опору зворотної та нульової послідов-

ності необхідно скласти схеми заміщення відповідних послідовностей і перетворити їх щодо точки КЗ.

На рис.3.2 наведено приклад схеми заміщення зворотної та нульової послідовності КЕС.



а *б*

Рис. 3.2. Схема заміщення КЕС: *а* – зворотної послідовності; *б* – нульової послідовності

Результати розрахунків зводять у табл.3.2.

Таблиця 3.2

δ, °	0	30	60	90	120	150	180
$P^{\text{III}(1)}$							
$P^{\text{III}(2)}$							
$P^{\text{III}(1,1)}$							
$P^{\text{III}(3)}$							

За результатами даних таблиці будують кутові характеристики потужності (рис.3.3).

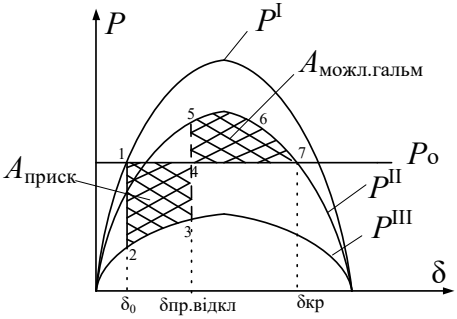


Рис. 3.3. Кутові характеристики нормального режиму P^{I}, післяаварійного режиму (при відключеному ланцюзі ЛЕП) P^{II}, аварійного режиму P^{III}

Граничний кут відключення КЗ $\delta_{\text{пр.откл}}$ визначають в градусах за формулою

$$\delta_{\text{пр.откл}} = \arccos\frac{P_{\text{о}}\left(\delta_{\text{кр}} - \delta_{\text{о}}\right) + P_m^{\text{II}}\cos\delta_{\text{кр}} - P_m^{\text{III}}\cos\delta_{\text{о}}}{P_m^{\text{II}} - P_m^{\text{III}}},$$

Яка отримана із рівняння

$$\int_{\delta_{\text{о}}}^{\delta_{\text{пр.откл}}}\left(P_{\text{о}} - P^{\text{III}}\right)d\delta = \int_{\delta_{\text{пр.откл}}}^{\delta_{\text{кр}}}\left(P^{\text{II}} - P_{\text{о}}\right)d\delta,$$

де $\delta_0 = \arcsin\frac{P_0}{P_m^{\text{I}}}$; $\delta_{\text{кр}} = \pi - \arcsin\frac{P_0}{P_m^{\text{II}}}$ (значення кутів необхідно отримати в радіанах).

Розрахунки проводять для всіх видів КЗ, після чого позначають майданчики прискорення та можливого гальмування. Якщо кут знайдено правильно, то Априск = Аможл.гальм.

Примітка. У деяких випадках однофазного КЗ динамічна стійкість зберігається навіть без відключення КЗ, в цьому випадку як рішення рівняння не існує.

3.3 Визначення граничного часу відключення для кожного виду короткого замикання або максимального кута відхилення ротора генератора, у випадку, якщо електропередача стійка в аварійному режимі

Розрахунок граничного часу відключення проводиться при використанні методу послідовних інтервалів. Цей метод заснований на чисельному рішенні основного рівняння руху ротора генератора

$$T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \omega_0 (P_0 - P_{\text{ел}}),$$

де ω_0 – кутова синхронна швидкість $\omega_0 = 314 \frac{1}{c}$;

P_0 – потужність турбіни у відносних одиницях (в.о.), $P_0 = 1$;

$P_{\text{ел}}$ – електрична потужність генератора у в.о., $P_{\text{ел}} = P_m \sin \delta$ (P_m – амплитуда КХП);

T_j – постійна інерції еквівалентного генератора у в.о., $T_J = \frac{J_э \omega_0^2 \ 10^{-3}}{S_б}$

($J_э$ – момент інерції еквівалентного генератора, $J_э = \Sigma J_{Гi}$ (т· м^2)).

Завданням рішення є визначення в перехідному процесі функції $\delta(t)$.

Порядок розрахунку:

• Вибирають крок інтегрування не менше =0,01 с та визначають початкові умови

$$\delta_{(0)} = \delta_0 = \arcsin \frac{P_0}{P_m^{\text{I}}};$$

$$\Delta P_{(0)} = P_0 - P_m^{\text{III}} \sin \delta_{(0)}.$$

Значення кута δ_0 необхідно визначити у градусах.

Значення амплітуд характеристик потужності вихідного (P_m^{I}), аварійного (P_m^{III}) та післяаварійного (P_m^{II}) режимів беруть із попередніх розрахунків.

• Розраховують збільшення кута $\Delta\delta_{(1)}$ в градусах к кінцю першого ін-

тервалу

$$\Delta\delta_{(1)} = k\frac{\Delta P_{(0)}}{2},$$

де $k = \dfrac{360 f \Delta t^2}{T_j}$.

• Знаючи збільшення кута δ на першому інтервалі, розраховують абсолютне значення кута в кінці цього інтервалу або, що саме, на початку наступного інтервалу

$$\delta_{(1)} = \delta_{(0)} + \Delta\delta_{(1)}.$$

• Для нового значення кута $\delta_{(1)}$ визначають надлишок потужності $\Delta P_{(1)}$ на другому інтервалі часу

$$\Delta P_{(1)} = P_0 - P_m^{\text{III}} \sin\delta_{(1)}.$$

• Розраховують збільшення кута до кінця другого інтервалу і абсолютне значення кута в кінці цього інтервалу

$$\Delta\delta_{(2)} = \Delta\delta_{(1)} + k\Delta P_{(1)},$$

$$\delta_{(2)} = \delta_{(1)} + \Delta\delta_{(2)}.$$

Розрахунок на наступних інтервалах ведеться аналогічно за формулами:

$$\Delta P_{(n\text{-}1)} = P_0 - P_m^{\text{III}} \sin\delta_{(n\text{-}1)},$$

$$\Delta\delta_{(n)} = \Delta\delta_{(n\text{-}1)} + k\Delta P_{(n\text{-}1)},$$

$$\delta_{(n)} = \delta_{(n-1)} + \Delta\delta_{(n)}.$$

Розрахунок ведуть до тих пір, поки значення кута не досягне граничного кута відключення або почне зменшуватися, якщо система динамічно стійка в аварійному режимі. Розрахунок проводять для всіх видів короткого замикання.

Результати розрахунку зводять у табл. 3.3

Таблиця 3.3

t, с	$_0$	Δt	$2\Delta t$	$3\Delta t$	…	$n\Delta t$
$\delta^{(1)}$, °	δ_0					
$\delta^{(2)}$, °	δ_0					
$\delta^{(1,1)}$, °	δ_0					
$\delta^{(3)}$, °	δ_0					

За даними таблиці будують залежності $\delta = f(t)$. За цими залежностями, знаючи граничний кут відключення, знаходять граничний час відключення для кожного виду короткого замикання $t_{\text{гр.відкл}}$ (рис. 3.4).

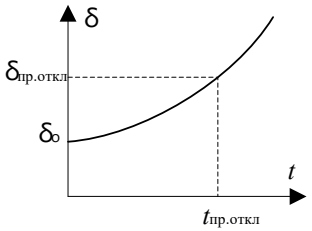


Рис. 3.4. Залежність $\delta(t)$

Для аналізу динамічної стійкості необхідно порівняти граничний час відключення короткого замикання $t_{\text{гр.відкл}}$ з дійсним часом відключення короткого замикання $t_{\text{д.відкл}}$ і зробити висновок про динамічну стійкість системи при різних видах КЗ. Дійсний час відключення короткого замикання $t_{\text{д.відкл}}$ визначається часом дії РЗ $t_{\text{РЗ}}$ і власним часом відключення вимикача $t_{\text{ВВ}}$, тобто $t_{\text{д.відкл}} = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ВВ}}$.

У розрахунках необхідно прийняти; = 0,08 - 0,2 с.

Контрольні питання

1. Назвіть завдання для аналізу динамічної стійкості ЕС.

2. Назвіть критерій динамічної стійкості.

3. Що таке максимальний кут відхилення ротора генератора при відключенні одного з ланцюгів ЛЕП?

4. Що таке критичний кут?

5. Як впливає вид КЗ на величину амплітуди КХП?

6. Що таке граничний кут відключення та як його визначити?

7. Що таке граничний час відключення та як його визначити?

8. Який вид КЗ є найважчим з точки зору збереження динамічної стійкості?

9. При якому вигляді КЗ швидкість зміни кута δ найбільша і чому?

10. Чому при відключенні одного з паралельних ланцюгів ЛЕП виникають гойдання ротора генератора?

11. Як оцінити величину запасу динамічної стійкості?

12. Назвіть можливі шляхи підвищення запасу стійкості в умовах завдання, що розраховується.

13. Назвіть фізичний сенс майданчиків прискорення та гальмування. та граничний кут відключення, як вони визначаються?

14. Як вплив має маса ротора генератора на динамічну стійкість?

15. Як залежить величина граничного кута відключення КЗ від постійної інерції генератора і чому?

Додаток 1

Таблиця Д1 – Параметри генераторів

Тип генератору	$S_н$, МВА	$U_н$, кВ	X_d, о.е.	X'_d, о.е.	J, т· м^2· 0,25	cos$\phi_н$
Т-20-2У3	25	6,3	2,07	0,2	2,6	0,8
ТВС-32У3	40	10,5	2,64	0,26	5,4	0,8
ТВС-32У3	40	6,3	2,458	0,238	2,6	0,8
ТВФ-63-2У3	78,75	6,3	1,199	0,224	9,7	0,8
ТВФ-63-2ЕУ3	78,75	10,5	1,5131	0,202	8,85	0,8
ТВФ-100-2У3	125	10,5	1,907	0,278	13	0,8
ТВВ-160-2ЕУ3	188	18	1,713	0,304	17,5	0,85
ТГВ-200-2У3	235,3	15,75	1,84	0,295	21,1	0,85
ТГВ-200-2МУ3	247	15,75	2	0,34	25	0,85
ТВВ-220-2ЕУ3	258,3	15,75	1,88	0,275	21,1	0,85
ТГВ-300-2У3	353	20	2,195	0,3	31,1	0,85
ТВВ-320-2ЕУ3	375	20	1,698	0,258	30	0,85
ТВВ-500-2У3	588	20	2,413	0,373	33	0,85

Таблиця Д2 – Параметри трансформаторів

Тип трансформатору	$S_н$, МВА	$U_{нн}$, кВ	$U_{нв}$, кВ	U_k, %
ТД-40000/110	40	6,3; 10,5	121	11
ТДЦ-80000/110	80	6,3; 10,5	121	11
ТДЦ-125000/110	125	10,5	121	10,5
ТДЦ-125000/330	125	10,5;13,8	347	11
ТДЦ-200000/220	200	13,8;15,75,18	242	11
ТДЦ-250000/220	250	13,8;15,75	242	11
ТДЦ-250000/330	250	13,815,75	347	11
ТДЦ-400000/220	400	13,8; 15,75; 20	242	10,5
ТЦ-400000/330	400	15,75; 20	347	11
ТНЦ-630000/330	630	15,75;20; 24	347	11

Таблица Д3 – Параметри автотрансформаторів

Тип автотрансформатору	$S_н$, МВА	$U_{нс}$, кВ	$U_{нв}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	U_k,%		
					$U_{вс}$	$U_{вн}$	$U_{сн}$
АТДЦТН-63000/220/110	63	121	230	10,5	11	35	22
АТДЦТН-125000/330/110	125	115	330	10,5	10	35	24
АТДЦТН-125000/220/110	125	121	230	10,5	11	35	22
АОДЦТН-133000/330/220	133	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	10,5	9	60	48
АОДЦТН-167000/500/330	167	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	10,5	9,5	67	61
АТДЦТН-200000/330/110	200	115	330	10,5	10,5	38	25
АОДЦТН-417000/750/330	417	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	10,5	10	28	17